

Il progetto di interconnessione Continente-Sicilia-Sardegna

Il Tyrrhenian link, doppio bi-terminale da 1,000 MW e 3,7 miliardi di euro di investimento, garantirà maggiore sicurezza, affidabilità e stabilità al sistema elettrico in Sicilia e Sardegna, con benefici crescenti al crescere della penetrazione delle rinnovabili. Un progetto imponente e ambizioso, anche nelle tempistiche: potrebbe entrare in funzione già prima del 2030.

Uno dei principali interventi in termini di rilevanza economica previsti dal Piano di Sviluppo (PdS) di Terna 2020 è l'interconnessione HVDC (*High Voltage Direct Current*) Continente-Sicilia-Sardegna, indicata nell'ultimo PdS con la denominazione di *Tyrrhenian link*.

Il progetto è stato inserito per la prima volta nel Piano di Sviluppo 2018 e ha assunto una codifica identificativa anche nel TYNDP (*Ten Year Network Development Plan*) 2018 di Entso-e. L'infrastruttura conetterà le isole Sicilia e Sardegna fra loro e al Continente.

L'intervento in oggetto è ritenuto necessario da Terna per incrementare la sicurezza e la stabilità dell'alimentazione delle isole contraddistinta da un parco di generazione composto da pochi impianti di grandi dimensioni, in parte vetusti, e con elevato impatto ambientale, da una forte penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (in costante aumento con il concretizzarsi degli obbiettivi di decarbonizzazione) e il probabile prossimo *decommissioning* di parte della generazione termica.

Attualmente, la Sicilia è caratterizzata da un'interconnessione con il continente in corrente alternata, una dorsale a 380 kV che collega l'area nord-orientale dell'isola con il polo industriale del sud-est e da un anello a 220 kV tra le aree orientale e occidentale, soggetto a sovraccarichi diffusi.

La Sardegna, a sua volta, presenta due collegamenti in corrente continua nella parte settentrionale,

in cui si concentra il 30% della capacità termica sarda. L'attuale capacità di interconnessione con il continente può portare, in particolari condizioni di esercizio, a un'elevata sensibilità alle perturbazioni di rete, inasprita da una ridotta disponibilità di risorse per la regolazione della tensione. L'intervento risulta prioritario anche in considerazione del *phase-out* degli impianti esistenti sardi alimentati a carbone, che comporterebbe un ammanco di capacità programmabile di 1,157 MW degli impianti di Fiumesanto e Sulcis.

I DETTAGLI TECNICI ED ECONOMICI DEL PROGETTO

Per definire la soluzione progettuale, come da Piano di Sviluppo 2020, sono state condotte analisi di rete e studi di fattibilità che hanno consentito di individuare i punti di approdo, i nodi di connessione, la configurazione impiantistica ottimale e la tecnologia di conversione (**Figura 1**).

Il nuovo collegamento consentirebbe un incremento della capacità di interconnessione di 1,000 MW tra Sicilia e Sardegna e di 1,000 MW tra Sicilia e Continente attraverso una configurazione impiantistica di doppio-biterminale con tre punti di interconnessione localizzati in altrettante nuove stazioni elettriche (SE): SE 380 kV a sud di Montecorvino (Campania); SE 220 kV di Caracoli (Sicilia; in sostituzione della SE Ciminna, indicata nei piani precedenti) e SE 380 kV a nord di Selargius (Sardegna; in sostituzione della SE Villasor).

FIGURA 1. TYRRHENIAN LINK



Fonte: PdS Terna 2020

La tecnologia adottata per il doppio-biterminale è quella VSC (*Voltage-Source Converter*), preferita alla tecnologia LCC (*Line-Commutated Converter*) poiché in grado di rispondere più efficacemente alle esigenze di regolazione di frequenza e di tensione; un VSC ha maggiore capacità di invertire rapidamente il flusso di potenza e di fornire supporto in caso di *black-start*, ossia la capacità di riaccensione in caso di *black-out* anche con esigui livelli di potenza di corto circuito.

La configurazione a doppio-biterminale, rispetto al tri-terminale inizialmente ipotizzato, consentirebbe migliori *performance* nell'esercizio del sistema in termini di individuazione di guasti e manutenzioni più agevoli oltre a permettere una realizzazione modulare dell'opera, godendo di una certa flessibilità realizzativa in funzione dell'evoluzione degli scenari di rete.

Gli impatti sul territorio italiano corrispondono a 848 km di territorio occupato da linee elettriche, 43 km di occupazione su aree di interesse naturale o di interesse per la biodiversità, e 36 km di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico, per complessivi 927 km.

Questi indicatori fanno riferimento a un tracciato che comprende sia il tratto terrestre che quello marino: la profondità dei fondali condiziona il passaggio lungo la costa tirrenica della Calabria e Sicilia, data l'impossibilità di raggiungere il sud della Sardegna attraversando il mar Tirreno, poiché a oggi non esistono soluzioni tecnologiche per tali profondità.

Un intervento di sviluppo può essere composto da opere principali e da opere accessorie: le opere principali apportano, singolarmente o nell'ambito di un intervento composto da più opere principali, un beneficio significativo al sistema elettrico; quelle accessorie sono attinenti all'opera principale, ma realizzabili in una fase temporale differente rispetto all'opera principale.

Nel dettaglio, le opere connesse all'intervento *Tyrrhenian link* e riportate in **Tabella 1**, sono ritenute tutte opere principali in cui ogni parte è quindi necessaria all'altra rendendo l'intervento un unico progetto.

Si rileva inoltre che dal documento di "Avanzamento dei piani di sviluppo precedenti", allegato al PdS 2020, tutte le opere indicate sono incluse in un'unica fase di realizzazione, a oggi ancora fase di concertazione o consultazione (Fase 2¹) per

TABELLA 1. OPERE PRINCIPALI PROGETTO TYRRHENIAN LINK

Codice PdS	Tipologia	Nome intervento /opera	Avvio attività	Avvio realizzazione	Completamento
723-P	Opera Principale	SdC HVDC Continente	2020	2021	2025-2028
		SdC HVDC Sicilia			
		SdC HVDC Sardegna			
		Collegamento HVDC Continente-Sicilia			
		Collegamento HVDC Sicilia-Sardegna			
		Nuova SE 380 kV Selargius			
		Riclassamento a 380 kV SE Caracoli			
		SE 380 kV a sud di Montecorvino e raccordi 380 kV			
		Rimozione elementi limitanti el. 380 kV Laino - Montecorvino			

Fonte: PdS Terna 2020

¹ Fase 2 - Concertazione e progettazione definitiva: fase di redazione del piano tecnico delle opere (cd. PTO), tipicamente supportato da studi ambientali. La fase termina con la redazione del progetto definitivo delle opere e l'invio dell'istanza autorizzativa.

la definizione della migliore localizzazione sul territorio.

Nel Piano di Sviluppo precedente le opere risultavano ancora in fase di pianificazione (Fase 1) in cui viene individuata la soluzione tecnica a un'esigenza elettrica.

Le tempistiche di realizzazione delle opere individuano nell'anno in corso l'avvio dell'iter autorizzativo e/o delle attività propedeutiche di progettazione e nel 2021 l'avvio dei cantieri per la realizzazione e prevedono il completamento ed entrata in esercizio dell'opera tra il 2025 e il 2028. L'intervallo di tempo in cui l'intervento è previsto è stato definito con maggiore dettaglio, oltre che ridotto rispetto a quanto riportato nei PdS 2018 e PdS 2019; questi ultimi infatti ipotizzavano il completamento nel "lungo termine", da intendersi oltre l'orizzonte decennale del piano, e l'avvio della realizzazione era fissato al 2025; questo anche se l'opera veniva già indicata come propedeutica al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione in Sardegna al 2025 e in ragione del fatto che l'opera stessa era ancora in fase di approvazione da parte di ARERA

A oggi, l'investimento da sostenere è stimato poter raggiungere i 3,700 milioni di euro, considerando una spesa operativa pari allo 0.25% annuo delle spese in conto capitale, per un orizzonte di esercizio dell'opera di 25 anni (tasso di attualizzazione del 4%).

Nei piani precedenti il costo dell'intervento era stimato intorno ai 2,600 milioni di euro, ancora al netto della *survey* marina e senza l'individuazione della spesa operativa.

L'incremento osservato è imputabile probabilmente al passaggio al doppio bi-terminale rispetto al meno costoso tri-terminale, alla natura e alla dimensione dell'opera che ne rende difficile una stima di dettaglio dei costi: il numero di fornitori sul mercato internazionale con requisiti idonei per realizzare un impianto di tale complessità è ridotto, come pure sembrerebbe limitata la capacità produttiva dichiarata dagli stessi fornitori a causa di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo.

I RISULTATI DELL'ANALISI COSTI BENEFICI

Gli orizzonti temporali individuati nel PdS 2020 per valutare gli interventi infrastrutturali mediante l'Analisi Costi Benefici sono il 2025, 2030 e 2040 (in ottemperanza alla [Delibera 627/2016/R/eel](#) così modificata e integrata dalle deliberazioni [856/2017/R/eel](#) e [692/2018/R/eel](#) dal Gestore del Sistema Elettrico, che indica 3 anni orizzonte: un anno di breve termine, un anno di medio-lungo termine e un anno di lungo termine).

Per la scelta degli scenari prospettici da utilizzare per lo studio degli interventi negli anni orizzonte individuati è previsto che l'anno oggetto di studio di breve termine (2025) venga rappresentato da un singolo scenario di riferimento e che, invece, gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine (2030 e 2040) siano analizzati mediante almeno due scenari differenziati contrastanti ("*contrasting scenarios*") al fine di valutare la tenuta dei benefici degli interventi anche fronte le incertezze associate a orizzonti temporali più lunghi. Per l'anno di studio di breve termine (2025) Terna ha scelto per il PdS 2020 uno scenario rispondente alle *policy* nazionali contenute nella Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e dunque lo scenario PNIEC 2025, inteso come declinazione Terna delle indicazioni contenute nel documento governativo.

Per quanto riguarda gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine, in aggiunta allo scenario PNIEC al 2030, Terna ha optato per gli scenari *Business As Usual* (BAU) e *Decentralised* (DEC) declinati sia al 2030 sia al 2040 fra gli scenari sviluppati in collaborazione con SNAM (non è stato preso in considerazione lo scenario *Centralised*).

Lo scenario BAU è uno scenario a politiche correnti (*technology driven*) che non consente il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione, integrazione FER ed efficienza indicati nel PNIEC al 2030 e si configura in contrasto agli scenari di sviluppo DEC e PNIEC. Il *phase-out* degli impianti a carbone non viene trapiantato grazie a *policy* imposte, bensì per ragioni economiche e viene raggiunto soltanto dopo il 2030.

Lo scenario DEC è caratterizzato dal ruolo preponderante del settore elettrico per il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione, prevedendo sia una significativa elettrificazione dei consumi sia una notevole penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche; queste ipotesi rendono particolarmente sfidante questo scenario per il sistema elettrico futuro rispetto allo scenario *Centralised* (CEN) che prevede invece un ruolo fondamentale anche per il settore gas nei principali settori energetici.

In aggiunta, lo scenario DEC si caratterizza per valori di fabbisogno di energia elettrica in linea con quelli dello scenario PNIEC; inoltre in linea con le *policy* nazionali indicate nel PNIEC, si prevede la totale dismissione della generazione termoelettrica a carbone già al 2025 (**Figure 2, 3 e 4**).

Al fine di valutare gli impatti sul sistema dell'intervento in esame, Terna ha condotto una analisi costi benefici, declinata su scenari alternativi, che consiste in una verifica della variazione di una serie di indicatori con e senza l'intervento oggetto dell'analisi².

Per ciascun intervento vengono calcolati gli indici sintetici che ne descrivono l'utilità complessiva

per il sistema; essi vengono computati sia sulla base della stima dei soli "benefici base" relativi all'intervento sia della stima dei "benefici totali" tenendo dunque in considerazione anche il valore di benefici ulteriori in termini di resilienza, riduzione emissioni CO₂ e altre emissioni, ed impatti socio-ambientali (**Tabelle 2 e 3**).

Oltre agli indici che esplicitano in dettaglio i benefici imputabili all'intervento vengono evidenziati ulteriori indicatori di sintesi dell'analisi costi e benefici.

FIGURA 3. MIX PRODUTTIVO DI GENERAZIONE

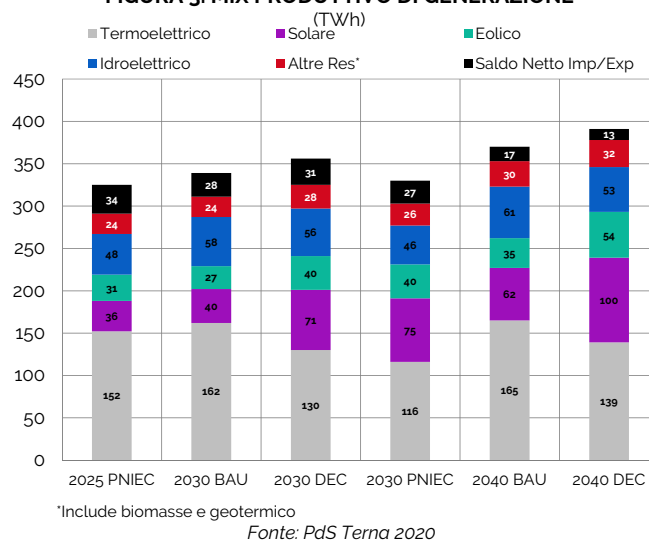


FIGURA 2. EVOLUZIONE DELLA CAPACITA' INSTALLATA PROGRESSIVA PER FONTE (GW)

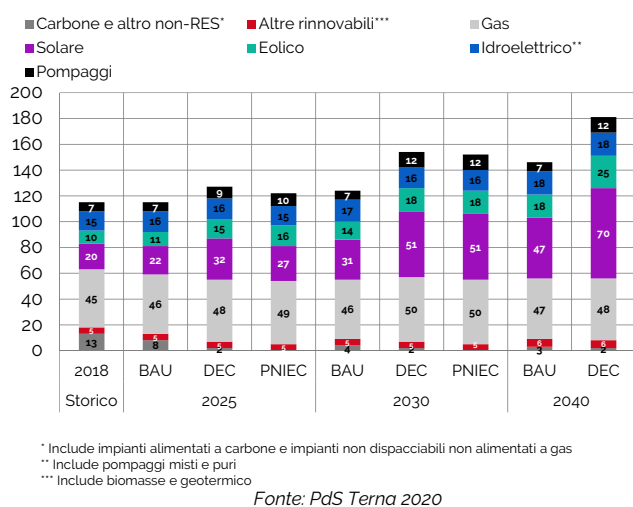
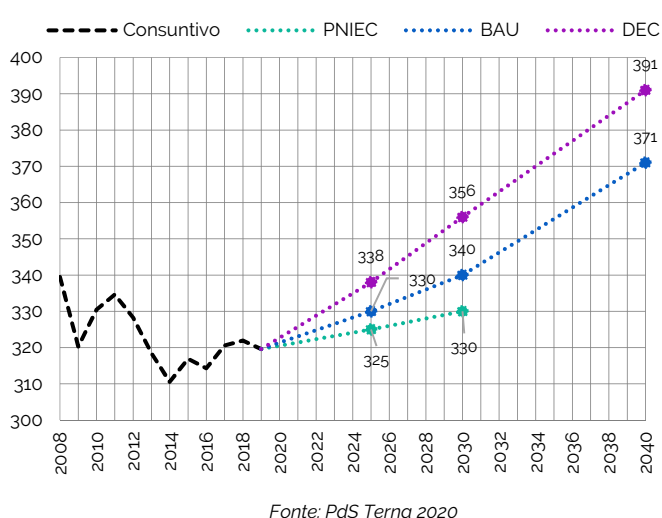


FIGURA 4. TREND DEL FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA (TWh)



² La metodologia utilizzata da Terna per la valutazione delle infrastrutture della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale è la ACB 2.0, di cui l'approccio adottato è quello TOOT (*Take Out One at Time*). Quest'ultimo considera il caso di partenza in cui vengono inclusi tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale; da tale caso viene poi rimosso l'intervento in esame e per differenza si ottiene il contributo da attribuire all'intervento

TABELLA 2. BENEFICI MONETARI DI SISTEMA

Benefici monetari (milioni di euro)	Pniec 2025	Pniec 2030	Dec 2030	Dec 2040	Bau 2030	Bau 2040
SEW	11	19	0	39	24	40
ENF	149	78	0	0.4	0.08	1
Integrazione FER	36	157	0	206	15	91
Costi evitati MSD	225	633	0	620	79	176

Fonte: PdS Terna 2020

TABELLA 3. BENEFICI NON MONETARI DI SISTEMA

Altri benefici non monetari	Pniec 2025	Pniec 2030	Dec 2030	Dec 2040	Bau 2030	Bau 2040
I5-Overgeneration (MWh)	558889	2251405	-	3247390	274540	1451995

Fonte: PdS Terna 2020

Questi sono l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS), pari al rapporto fra benefici attualizzati e costi attualizzati e il Valore Attuale Netto (VAN) ottenuto come differenza fra benefici attualizzati e costi attualizzati.

Nel PdS 2020 si fa riferimento a due VAN: VANPDS, calcolato rispetto all'anno di predisposizione del Piano di Sviluppo e VANCOMPL, calcolato rispetto al primo anno di *cash flow* (Tabelle 4 e 5).

TABELLA 4. SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI

	Benefici Base		Benefici totali	
	Pniec 2025 Pniec 2030 Dec 2040	Pniec 2025 BAU 2030 BAU 2040	Pniec 2025 Pniec 2030 Dec 2040	Pniec 2025 BAU 2030 BAU 2040
IUS	4.1	1.8	4.1	1.8
VAN (PDS) - M€	9 796	2 476	9 843	2 529
VAN (COMPL) - M€	11 918	3 012	11 975	3 077

Fonte: PdS Terna 2020

TABELLA 5. SENSITIVITA' ANALISI COSTI BENEFICI

	WORST		BEST	
	PNIEC 2025 PNIEC 2030 DEC 2040	PNIEC 2025 BAU 2030 BAU 2040	PNIEC 2025 PNIEC 2030 DEC 2040	PNIEC 2025 BAU 2030 BAU 2040
Investimento - M€	4 070	4 070	3 330	3 330
IUS		1.6	4.8	
VAN (PDS) - M€		1 972	10 901	
VAN (COMPL) - M€		2 399	13 263	

Fonte: PdS Terna 2020

I principali benefici monetari riscontrabili per l'opera in esame sono quelli relativi al *Social Economic Welfare* (SEW), all'Energia non Fornita, all'integrazione della produzione da FER e ai costi evitati sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

L'indicatore SEW misura l'aumento di *Social Economic Welfare* derivante dalla maggiore efficienza/convenienza degli scambi di energia sul mercato correlata alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasmissione. Il maggior beneficio sembra emergere negli scenari BAU e *Decentralised* di lungo termine e riconducibile all'utilizzo della capacità di generazione più economica dislocata sull'intero territorio nazionale.

Il rischio di energia non fornita sembra ridursi principalmente nello scenario PNIEC, in cui si ipotizza la forte decarbonizzazione della Sardegna con conseguente ridotto numero di impianti di generazione tradizionale.

Il contributo all'integrazione delle rinnovabili è maggiore nello scenario *Decentralised* di lungo periodo e a seguire PNIEC di medio periodo.

La riduzione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento rileva il maggiore beneficio negli scenari PNIEC e *Decentralised* dove oltre alla notevole penetrazione di generazione rinnovabile non programmabile con conseguente incremento dei servizi a supporto del sistema, si prevede anche uno sviluppo sostenuto dei sistemi di accumulo.

Tra i benefici non monetari nel PdS 2020 si fa riferimento all'indice I5, relativo all'*overgeneration* di sistema e per il quale il miglioramento è particolarmente accentuato nello scenario BAU, in grado di mantenere i volumi di *overgeneration* inferiori a 1 TWh al 2030 come delineato dal documento governativo PNIEC.

Per quanto riguarda gli indicatori IUS³ e VAN le performance migliori si riscontrano nelle analisi che adottato lo scenario PNIEC per il breve e il medio periodo e lo scenario *Decentralised* per il lungo periodo.

In particolare, per l'indicatore IUS il progetto risulta una "priorità di sviluppo".

Terna sia per questi indicatori sia per i costi di

³ Criterio di classificazione degli interventi (DCO ARERA 464/2015): i) 1.0 < Benefici/Costi (IUS) < 2.0: investimenti da valutare, in relazione alle incertezze; ii) 2.0 < Benefici/Costi (IUS) < 2.5÷3.0: investimenti a elevata utilità; iii) Benefici/Costi (IUS) > 2.5÷3.0: priorità di sviluppo.

investimento propone una sensitività applicando agli stessi una variazione percentuale del 10%. Nel caso definito "Worst" scenario, l'investimento potrebbe lievitare sino a 4,070 milioni di euro con IUS che re-definirebbe il progetto "da valutare".

Il progetto "*Tyrrhenian link*" rappresenta una delle principali infrastrutture incluse nei PdS di Terna e richiede un dispiegamento di risorse economiche e infrastrutturali notevoli. Inoltre, l'intervento non risulta ancora approvato dal MISE che per il momento ha consentito la *green light* per gli interventi inseriti nei piani di sviluppo 2016 e 2017. Nonostante la possibilità annunciata di recente da Terna di vedere realizzata l'opera entro il 2026 e con possibilità di ricorso al *fast track* autorizzativo che consentirebbe di ambire a portare in esercizio il primo dei due cavi entro il 2025, è ragionevole ipotizzare l'insorgenza di ritardi rispetto all'orizzonte realizzativo prefissato.

Da un confronto nell'esperienza italiana in termini di interventi di interconnessione elettrica altrettanto ambiziosi si evince come le tempistiche di messa in opera siano non trascurabili: l'interconnessione HVDC tra Italia e Montenegro che conta 423 km di cavo ha richiesto dal 2011 al 2019 per l'ultimazione del primo polo; a sua volta il SAPEI con un tracciato di 420 km è entrato in funzionamento dopo 7 anni (2005-2011).

Il "*Tyrrhenian link*" consentirà la stabilizzazione della rete in Sicilia e la sicurezza di dispacciamento in Sardegna; l'analisi costi benefici evidenzia la maggiore profittabilità dell'investimento negli scenari di decarbonizzazione PNIEC e DEC.

Tra gli effetti dalla realizzazione di questo progetto è possibile si verifichi nel futuro l'allineamento dei prezzi zonali delle zone Sardegna, Sicilia, Sud e Centro Sud con la conseguente realizzazione di un'unica macro zona.

Inoltre, il *Tyrrhenian link* assieme all'opera altrettanto ambiziosa e tuttavia non ancora approvata del cavo HVDC Centro Sud-Centro Nord convoglierebbe l'abbondante generazione rinnovabile dalla macro zona Sud verso la macro zona Nord caratterizzata da una maggiore richiesta elettrica legata all'attività industriale.

Tuttavia, l'opera di collegamento Continente-Sicilia-Sardegna potrebbe non rappresentare l'unica soluzione disponibile per la risoluzione degli obiettivi prefissati ed in particolare per la realizzazione della piena de-carbonizzazione della Sardegna che risulta tra i *target* più sfidanti per il sistema elettrico nazionale. Il PNIEC infatti indica come misure abilitanti della decarbonizzazione della generazione sarda anche lo sviluppo di nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW e l'installazione di nuovi compensatori nell'isola.

La realizzazione di infrastrutture per il trasporto di gas naturale e per il GNL potrebbero consentire la chiusura degli impianti a carbone esistenti e la loro sostituzione con impianti di generazione a gas, garantendo anche in assenza del nuovo HVDC le condizioni di sicurezza e adeguatezza sull'isola.

Al fine dunque di selezionare la migliore delle opzioni dall'insieme di quelle disponibili, si attendendo gli esiti dell'analisi costi benefici sull'approvvigionamento energetico della Sardegna condotta da RSE per ARERA e che dovrebbero essere resi disponibili a partire da giugno, in cui la valutazione fa riferimento alle diverse soluzioni dalla dorsale del gas al cavo elettrico che dovrebbe collegare la Sardegna con la Sicilia e il Continente.